



## Estudo da iluminação do topo e base de reservatório para levantamento sísmico realizado na Baía Potiguar

Ricardo Leiderman\*, GETEP/PUC-Rio; Sérgio A. B. Da Fontoura, GETEP/PUCRio; Fredy A.V. Artola, GETEP/PUC-Rio; Mércia B.C. e Silva, GETEP/PUC-Rio; Jorge Fiori, PETROBRAS; Marcos Gallotti, PETROBRAS

Copyright 2003, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 8<sup>th</sup> International Congress of The Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 14-18 September 2003.

Contents of this paper were reviewed by The Technical Committee of The 8<sup>th</sup> International Congress of The Brazilian Geophysical Society and does not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of The Brazilian Geophysical Society is prohibited.

### Abstract

The main goal of seismic surveys is the subsurface imaging. Traditionally this has been performed using data related to the P-wave propagation and registered by vertical displacement sensors, or pressure sensors. Since the advent of the *Ocean-Bottom Surveys* (OBS) technology one can register also, in marine survey context, radial and transversal displacement components, which are associated to converted waves. In that sense the converted wave can be useful to obtain different and/or complementary information. Differently from the PP mode, the reflection (conversion) point of the converted mode is no longer located in the half distance between the source and the receiver, indicating that, for a same region, a geometry acquisition which is suitable for PP mode acquisition can be not suitable for converted mode acquisition. In the present work the illumination of a reservoir in Potiguar Basin, for a performed seismic survey, was investigated. A stratified model of the reservoir was created based on well data and the geologic profile. Synthetic data related to the location of reflection (conversion) points for the converted mode in the horizons of interest were generated with the aid of the ray tracing package ANRAY version 4.2. The comparison between the P-wave and C-wave coverage indicates that the P-wave CMP acquisition geometry does not result the same illumination as PS-wave in isotropic and VTI models.

### Introdução

Um dos principais alvos de todo levantamento sísmico é o imageamento de refletores no subsolo. Tradicionalmente, isto tem sido realizado utilizando-se informações relativas a propagação de ondas longitudinais, que são registradas com o auxílio de sensores relacionados a componente de movimento com polarização vertical.

Com o advento da tecnologia *Ocean-Bottom Surveys* (OBS) [1], abriu-se a possibilidade de registrar, além da componente do movimento com polarização vertical, componentes do movimento com polarizações radial e transversal. Desta forma, além dos dados de onda P, pode-se obter informações extremamente úteis a partir do registro de ondas de cisalhamento, uma vez que a reflexão destas possuem um comportamento significativamente diferente em relação à reflexão da onda

P, trazendo assim informações diferentes e/ou complementares.

No que se refere à definição da geometria de aquisição de um levantamento sísmico que tenha como objetivo a utilização da onda convertida para imageamento, alguns cuidados no sentido de se garantir uma boa cobertura dos horizontes alvo devem ser tomados, uma vez que o posicionamento do ponto de reflexão (conversão) para o modo PS, ao contrário do que ocorre com o modo PP, não mais se situa no ponto médio entre fonte e receptor, sendo função da profundidade e dos parâmetros sísmicos do subsolo. Neste sentido, simulações que permitam a comparação da cobertura dos pontos em subsolo, para diferentes geometrias de aquisição, podem ser de grande valor, auxiliando na determinação de parâmetros de aquisição.

O presente trabalho tem como objetivo o estudo da iluminação do topo e da base de reservatório localizado na baía Potiguar, para a geometria de aquisição adotada em um levantamento sísmico realizado pela Grant Geophysical para a PETROBRAS [2]. Para tanto, foi criado um modelo estratificado do subsolo da região a partir de dados de poço e perfil litológico da mesma. A partir do modelo, dois casos foram estudados, um considerando o reservatório como sendo isotrópico, e outro considerando o mesmo como tendo anisotropia forte do tipo VTI. Para estes dois casos dados sintéticos referentes à localização dos pontos de conversão foram gerados utilizando-se o pacote de modelagem sísmica ANRAY versão 4.2, que utiliza o método do raio [3], propiciando o estudo da iluminação dos horizontes alvo. A comparação entre os resultados obtidos para a onda PP e para a onda convertida indicam que a geometria de aquisição do levantamento sísmico realizado é mais adequada para a onda PP.

### O modelo construído a partir dos dados de poço e do perfil litológico da região

Os dados de velocidade da onda P como função da profundidade, obtidos em campo e fornecidos pela PETROBRAS, estão representados pela curva em azul na Figura 1. Com o intuito de construir-se um modelo de camadas a partir destes dados, foi realizada uma filtragem das frequências mais altas. A curva em vermelho, na mesma figura, representa a curva obtida após esta filtragem.

A partir dos dados filtrados foram criados intervalos ao longo da profundidade e a eles atribuídos valores de velocidade da onda P. Pode-se notar que tal parâmetro é constante ao longo de cada intervalo, caracterizando um modelo estratificado. Os intervalos e respectivos valores estão mostrados na Figura 2.

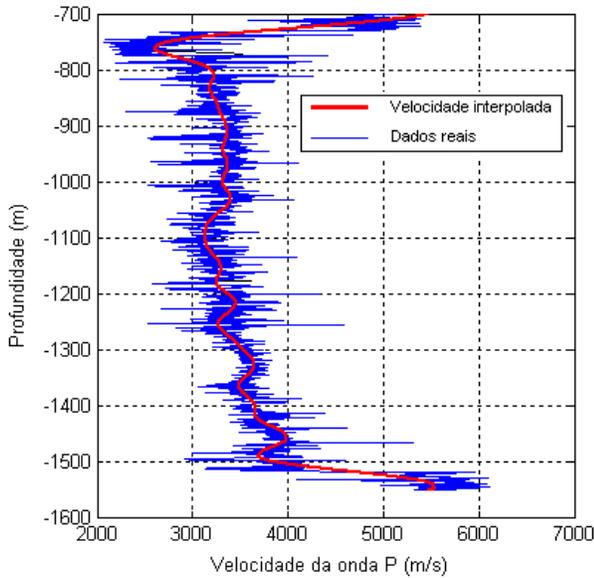


Figura 1: Dados de campo da velocidade da onda P

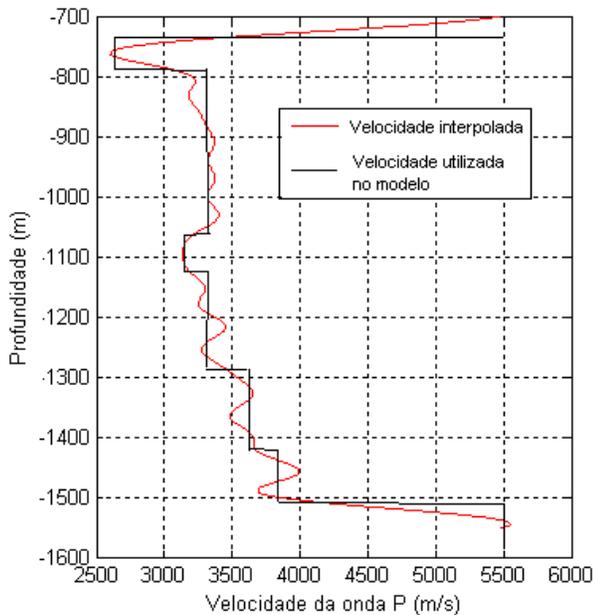


Figura 2: Os intervalos criados e seus respectivos valores de velocidade de onda P

É importante salientar que o mesmo procedimento foi realizado a partir de dados de velocidade da onda S e de densidade, sendo os intervalos considerados para ambos os parâmetros coincidentes com os intervalos mostrados na Figura 2.

Como só foram levantados dados referentes a profundidade de -700 até -1550 metros, o perfil litológico da região serviu de referência para a construção do modelo para o intervalo compreendido entre 0 e 700 metros de profundidade. O critério adotado foi o de se atribuir propriedades petrofísicas similares a estruturas geológicas similares. Na Tabela 1 está mostrado um resumo do modelo construído.

Camadas	Vel. Onda P (m/s)	Vel. Onda S (m/s)	Densidade (Kg/m <sup>3</sup> )
0-170m	3400	1900	2200
170-504m	4740	2507	2650
504-512m	2740	1770	2180
512-730m	4740	2510	2650
730-795m	2650	1750	2180
795-1060m	3350	1750	2320
1060-1115m	3150	1650	2250
1115-1295m	3350	1800	2320
1295-1415m	3650	1950	2310
1415-1505m	3800	2120	2380
1505-∞	5500	3300	2620

Tabela 1: Resumo do modelo construído.

#### Considerações anisotrópicas para o modelo criado.

O reservatório, que corresponde a região compreendida entre 730 e 1505 metros de profundidade, é uma região formada basicamente por arenito intercalado por finas lamina de folhelho, sugerindo um comportamento elástico anisotrópico do tipo *VTI*. Com o intuito de se tornar a modelagem sísmica mais realista, considerações para este tipo de anisotropia foram então introduzidas no modelo original. Na Tabela 2 estão mostrados os parâmetros de Thomsen [4], que são utilizados para a representação da anisotropia considerada.

Camadas	$\epsilon$	$\delta^*$	$\gamma$
0-170m	-	-	-
170-504m	-	-	-
504-512m	-	-	-
512-730m	-	-	-
730-795m	0,195	-0,45	0,18
795-1060m	0,195	-0,45	0,18
1060-1115m	0,195	-0,45	0,18
1115-1295m	0,195	-0,45	0,18
1295-1415m	0,195	-0,45	0,18
1415-1505m	0,195	-0,45	0,18
1505-∞	-	-	-

Tabela 2: Parâmetros de Thomsen considerados.

#### Descrição da geometria de aquisição

A geometria de aquisição é do tipo 2-D, composta por três arranjos fonte/receptor diferentes, arranjos 1 2 e 3. Cada arranjo é composto por dois subarranjos diferentes, subarranjos A e B, para os quais as posições dos receptores permanecem as mesmas, mudando apenas as posições das fontes. Tem-se então um total de seis subarranjos diferentes, conforme mostrado na Figura 3, com cerca de 1300 tiros no total.

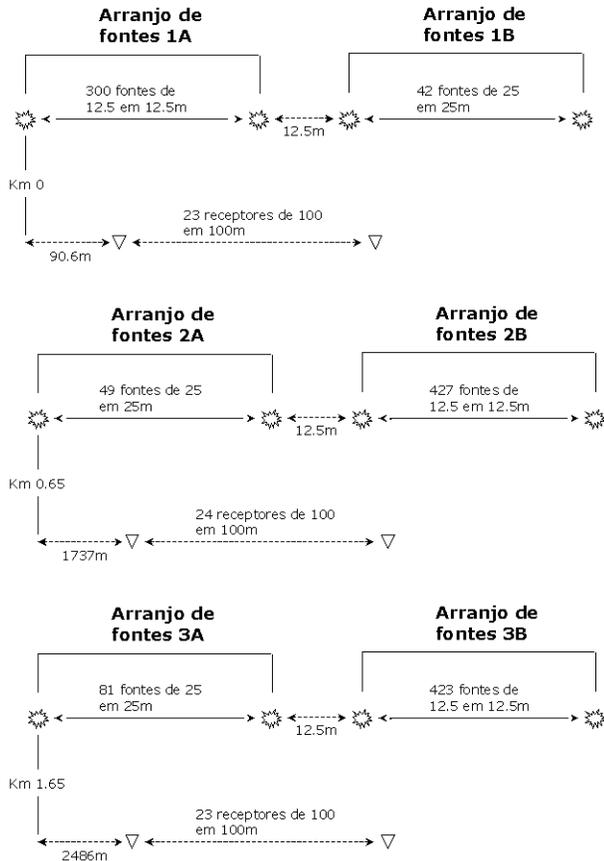


Figura 3: Geometria de aquisição do levantamento sísmico realizado.

#### Iluminação do topo e da base do reservatório considerando o mesmo como sendo isotrópico

A Figura 4 mostra a cobertura tanto do refletor representando o topo do reservatório quanto do refletor representando a base do mesmo, para o modo PP. Cada cela tem 25m de comprimento e vale ressaltar que a figura é representativa para ambos os modelos, isotrópico e anisotrópico.

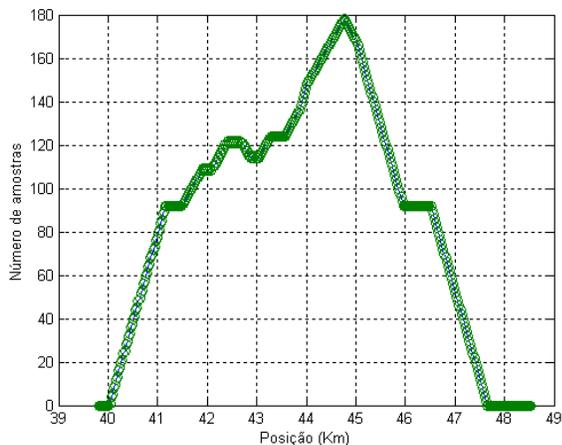


Figura 4: Gráfico representando a cobertura do topo e da base do reservatório para onda PP.

Na Figura 4 e nas subseqüentes a posição em 40 Km corresponde a posição na qual situa-se a primeira fonte, ou seja a fonte situada no ponto zero na Figura 3.

Pela análise da Figura 4 pode ser observado que um segmento de reta com mais ou menos 7.5 Km de extensão, que corresponde ao trecho compreendido entre o Km 40 e o Km 47.5, foi iluminado. Também pode-se notar na mesma figura que a parte direita deste segmento, mais particularmente o trecho compreendido entre o Km 44 e o Km 45.5, foi mais iluminada que a parte esquerda do mesmo.

A Figura 5 mostra a cobertura do refletor representando o topo do reservatório para o modo PS. Cada cela tem 25m de comprimento. Ressalta-se que como a anisotropia só é considerada nas camadas interiores ao reservatório, o gráfico mostrado abaixo é representativo tanto do modelo isotrópico quanto do modelo anisotrópico.

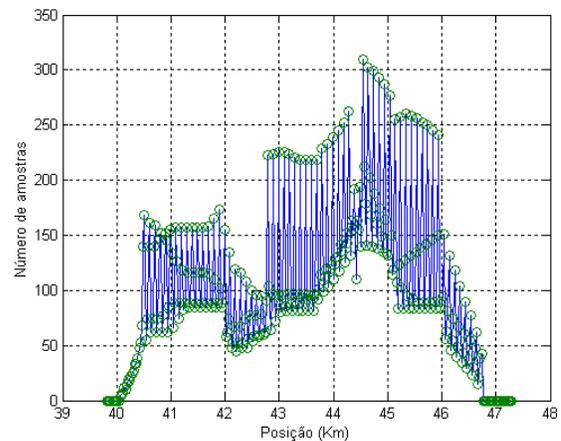


Figura 5: Gráfico representando a cobertura do topo do reservatório para onda PS.

Pela observação da Figura 5 pode-se notar que um segmento com cerca de 6.5 Km de comprimento, que corresponde ao trecho compreendido entre o Km 40 e o Km 46.5, foi iluminado. O trecho compreendido entre os Km 40 e 43 é menos amostrado que o restante, sendo o trecho entre 42 e 43 Km, desconsiderando-se os extremos do trecho iluminado, o trecho com o menor número de amostras por cela. Também pode-se notar a descontinuidade da cobertura, ou seja, celas adjacentes possuem coberturas bem diferentes, ao contrário do que foi observado para o modo PP, o que pode causar footprints na seção sísmica após o processamento.

A Figura 6 mostra a cobertura do refletor representando a base do reservatório para o modo PS considerando-se o reservatório como sendo isotrópico. Cada cela tem 25m de comprimento.

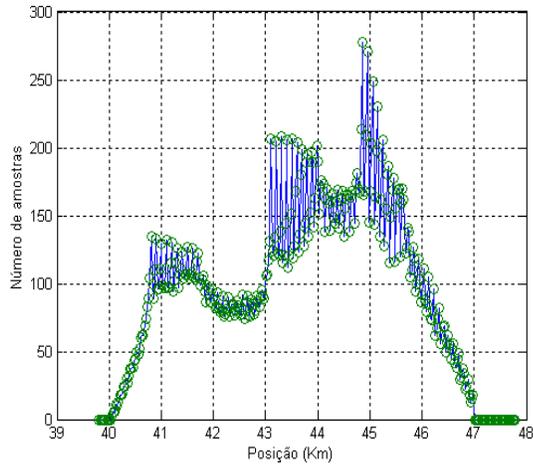


Figura 6: Gráfico representando a cobertura da base do reservatório para onda PS. Modelo isotrópico.

Pela observação da Figura 6 pode-se notar que um segmento com cerca de 7 Km de comprimento foi imageado e que a parte esquerda deste segmento é menos amostrado que a parte direita, sendo o trecho entre 42 e 43 Km, novamente desconsiderando-se os extremos do trecho iluminado, o trecho com o menor número de amostras por cela. Também pode-se notar, ainda que em menor escala do que na Figura 5, a descontinuidade da cobertura, ou seja, celas adjacentes possuem coberturas bem diferentes.

#### Iluminação da base do reservatório considerando o mesmo como sendo anisotrópico

A Figura 7 mostra a cobertura do refletor representando a base do reservatório para o modo PS considerando-se o mesmo como sendo anisotrópico. Cada cela tem 25m de comprimento.

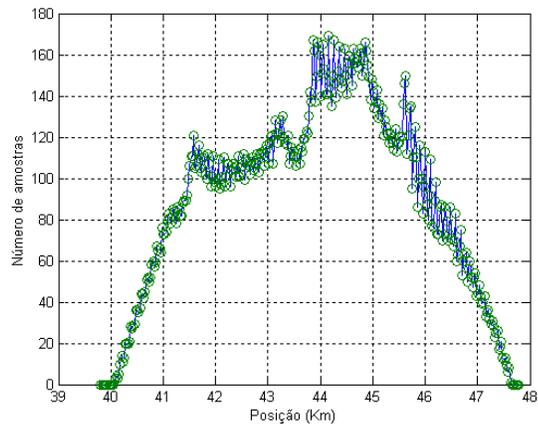


Figura 7: Gráfico representando a cobertura da base do reservatório para onda PS. Modelo anisotrópico.

Pela observação da Figura 7 pode-se notar que um segmento com cerca de 7.5 Km de comprimento foi iluminado. Também pode-se notar que, para este caso, a cobertura ocorre de forma mais regular que a cobertura mostrada na Figura 6. A descontinuidade da cobertura

também é menos pronunciada que a observada nas Figuras 5 e 6.

#### Conclusões

Um modelo estratificado foi criado para a região a partir de dados de poço e de perfil litológico.

A partir do modelo criado foi realizado um estudo de iluminação, para o modo PP e o modo PS, da base e topo do reservatório para dois casos, um considerando-se o mesmo como sendo isotrópico e o outro considerando-se o mesmo como sendo anisotrópico com simetria do tipo VTI.

De uma maneira geral, os resultados indicam que a geometria de aquisição utilizada é mais adequada para o imageamento utilizando-se o modo PP, haja visto a maior regularidade e continuidade na cobertura mostrada na Figura 4 quando comparada com as coberturas representadas nas Figuras 5, 6 e 7.

Embora não só o número de amostras por cela deva ser levado em conta em um estudo de iluminação, também a amplitude de cada raio desempenha um papel importante, de uma maneira geral os resultados para a onda convertida indicam que a seção sísmica obtida após o processamento dos dados tende a ter uma melhor definição em sua parte direita, haja visto um número maior de amostras por cela nesta parte do trecho iluminado. Esta observação é corroborada em [5], onde as seções sísmicas obtidas após processamento dos dados são apresentadas.

#### Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao Dr. Jorge Pastor pelo seu auxílio na feitura da interface computacional para o pacote ANRAY, a qual viabilizou este estudo, e ao geólogo Odilon Keller Filho pela sua prestabilidade e colaboração.

#### Referências

- 1 - Caldwell, J., 1999, Marine multicomponent seismology, The Leading Edge, 11, P. 1274-1282.
- 2 - Neill, E., Parker, L., Shields, H., Polleto, C.A., Filho, O.K., Sobreira, J.F.F., Souza, S.C., Guimarães, M.A.G., Single and Multi-component Seismic Acquisition in Shallow water and Transitions Zone Environments, 7CISBGF/TS25, 2001.
- 3 - Cerveny, V., Seismic Ray Theory, Cambridge University Press, 2001.
- 4 - Thomsen, L., Weak elastic anisotropy, Geophysics, vol.51, NO. 10, 1986, P. 1954-1966.
- 5 - Silva M. B. C., Filho O. K., Gallotti M., Windels R., Leiderman R., Artola F.A.V., da Fontoura S.A.B., 4-C seismic data processing experience in Brazil, 8CISBGF, 2003.